公用事业

2016 中金北京策略会交流回顾

调研纪要

要点

2016 年中金策略会于 11 月 2~3 日在北京召开，我们邀请到北控水务、长江电力、龙源电力、中国电力和华电国际等公司出席，主要纪要如下：

PPP 模式将是环保主要推动力。未来几年 PPP 将是推动城市基建和拉动社会投资的主要方式。国企，尤其是混合所有制的国企如北控水务和云南水务，将有先天优势，主要是体现在 1）较强的融资能力和 2）较小的政治风险。未来的环保 PPP 市场将逐渐由以运营资产为核心的模式转为 BOT 和 BT 打捆的模式，总体市场规模快速增大。将运营资产（如污水处理厂）和非运营型资产（如管网，河道治理等）打包，可以降低偿付风险，提供一定的收入来源支撑。各公司发展策略不一，北控水务将逐步采用轻资产模式执行相关 PPP 项目，以收取前期建造费和后期的运维费为主。

可再生能源将继续发展，但是面临更大挑战。受益于巴黎协定生效以及为了实现 2020 年非化石能源占比 15%的约束性目标，中国的可再生能源仍有较大的增长空间。但是随着新能源装机占比达到一定规模和中国电力需求放缓，未来可再生能源发展将以存量博弈为主，面临来自传统能源的更大挑战。中国的能源转型将更取决于政府决心和政策落实。当前情况，限电和可再生能源补贴拖欠依然是最主要的问题；预计随着调峰能力提高，绿色电力证书和配额制的推出，这些问题可以得到逐步缓解。未来对风电的成本下降将有更高要求，主要通过技术进步提高效率实现。

火电行业短期悲观：承压于煤炭价格飙升，预计火电板块的利润将在今年四季度和明年上半年达到底部。按照 9~10 月煤价，火电基本属于微利状态。但是火电公司普遍认为高煤价不可持续，预计随着供暖需求结束，煤价会下调，同时随着电力交易规模扩大，交易电价会部分反映煤价的波动，部分电源结构平衡的地区发电企业可以联合议价。利用小时数预计 2017 年还将继续下跌，但跌幅收窄；2018 年因火电装机减少将出现止跌回升。

建议

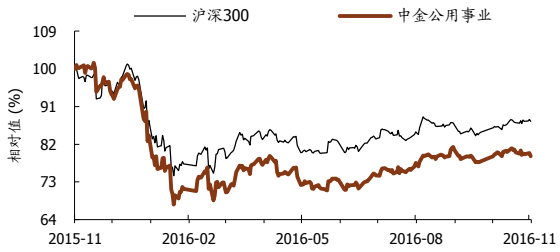
维持对北控水务的“确信买入”，对长江电力、龙源电力和中国电力的推荐评级。

风险

政策执行不达预期。

股票名称	评级	目标价格	P/E (x) 2016E	2017E
长江电力-A	推荐	17.13	14.6	15.8
华电国际-A	中性	4.61	12.0	13.4
北控水务-H	确信买入	9.17	16.4	13.8
龙源电力-H	推荐	8.54	12.0	10.2
中国电力-H	推荐	4.22	5.4	6.9
华电国际电力-H	推荐	4.14	6.9	7.9

中金一级行业　　公用事业



相关研究报告

- 电力,新能源 | 2016 年 3 季度：电力需求恢复；火电受煤价上涨拖累 (2016.11.09)
- 国家能源局发布《电力发展“十三五”规划》 (2016.11.08)
- 超威动力-H | “暖冬”来临 (2016.11.08)
- 天能动力-H | 4 季度量价齐升 (2016.11.08)
- 碧水源-A | 拟收购盈德气体，补齐大环保战略版图 (2016.11.07)
- 周报：国务院推出“十三五”温室气体排放方案，明确低碳发展 (2016.11.06)

资料来源：万得资讯、彭博资讯、中金公司研究部

李敏
联系人
min3.li@cicc.com.cn
SAC 执证编号：S0080114110026
SFC CE Ref: ASU506

许汪洋
分析员
wangyang.xu@cicc.com.cn
SAC 执证编号：S0080516070001
SFC CE Ref: BBY270

转型中的中国能源改革

新能源部分——嘉宾：秦海岩（中国可再生能源学会风能专业委员会秘书长）

1. 全球趋势：全球能源转型较快，可再生能源近几年发展迅速。比如德国可再生能源占总发电量达到 40%，丹麦风电占 30%；而且到 2050 年也提出了更高的发展目标，比如德国计划 2035/2050 年 60/80%电力来自可再生能源，丹麦希望 2050 年实现 100%的可再生能源占比，美国希望 2050 年要达到 80%。可再生能源未来最大的动力是巴黎协定的生效，去年签订时觉得生效困难，需要 55%的国家同意这个协定，同时这些国家对应排放总量要达到全球排放总量的 55%。但实际上今年 11 月 4 号就正式生效了，主要原因是大家找到了应对气候变化的措施，同时可再生能源经过近几年迅速发展，成本在一些地区已经可以媲美当地煤电和气电，因而承诺减排不会造成能源成本大幅上升。

2. 中国新能源发展情况：中国风电光伏装机增速较快，去年中国风电装机 30+GW，全球才 50+GW，过去 5 年中国风电装机几乎占到全球的一半。但是从电源比例来讲，新能源占比仍然较小，仅占到总体发电量的 3~4%，70%电力来自煤电的大格局没有变化，还有发展潜力。为了实现 2020 年 15%非化石能源的约束性指标，十三五规划是风电确保 2.1 亿，力争 2.5 亿千瓦。

3. 面临挑战：现在“十三五”的可再生能源发展面临的障碍和挑战比“十二五”实际上大得多，主要因为新能源电量占比已经达到一定规模，要开始抢占其他电源的份额，会受到较大阻力。未来电力增长放缓，用电负荷下降，本来分增量蛋糕，现在要在存量上博弈，就会出现很多问题，同时伴随着装机过剩，导致出现弃风限电，是影响可再生发展的最大问题。总的来说，“十三五”面临的障碍非常大，主要是利益冲突，要看国家有没有决心进行能源转型。

4. 弃风限电：主要原因是调峰能力不足；负荷和资源中心不匹配，导致通路不够，需要建设特高压送电；以及规划不合理。但实际情况有区别。

A. 调峰能力不足：现在中国火电很多的负荷压到 50%都不行，到 60%都开始算调峰，而外国都是压到 20~30%的负荷。因而火电负荷在往下压的空间还有很大，压到 5%都行，调峰能力不是问题。

B. 特高压不靠谱：现在哈密直流已经投产了，计划 800 万千瓦的输送能力，现在是 400~500 万都跑不起来，技术上存在很大的问题。

C. 规划不合理：主要还是利益的博弈问题，能不能压火电，优先调度新能源。虽然政府出了优先调度新能源的改革文件，但是要看执行的情况，估计障碍比较大，因为火电厂也需要生存，很多地方的府要靠当地的火电解决当地煤炭和就业。

D. 未来还是靠本地消纳：可再生能源占比，全国 3%，内蒙最高 18~20%，甘肃最高不到 20%，新疆 15%左右。风电光伏这种波动能源是可预测的，这种波动能源占 20%以下的时候，对现有的技术水平一点都没有影响，超过 20%的可能要采取提高整个电网灵活性的手段。当地消纳再往上增加是有潜力的，没有必要依靠特高压外送。因而西部主要靠电力消纳。

5. 中东部发展：中东部发展主要是效率和价格、经济性的问题。随着技术进步，可以开发的资源更多了。原本认为 6 米每秒以上的风速才有开发价值，其中西部比较普遍（都在 7~8 米每秒），中东部较少，整体规模可能只有 3 亿千瓦的水平。但是随着近五年的技术进步，对风速的要求降低，现在年平均风速 5 米每秒的地方，也能有 2000 利用小时，完全可以具备开发的条件。如果把平均风速达到 5 米也可以开发，整个中东地区有 9 亿千瓦。所以中东地区的开发潜力也很大。

6. 补贴资金的拖欠问题：第六批的补贴目录下发了，2015 年 2 月份之前建的项目基本上现在可以拿补贴了。2015 年 2 月份之后到今年建的项目，什么时候能拿到国家的补贴还不知道，等到下一次的补贴下发。拖欠主要因为当前补贴资金不够，算下来到 2020 年欠额按照现在的规划发展速度是 1000 亿，累计 5 年下来是 2000 多亿的缺口。补贴缺口主要是当前 1.9 分/度的可再生能源附加是不够的，同时很多附加该收没有收上来，自备电厂，尤其在新疆、甘肃不交这个费用，也不参与调峰。从形势以及国家的考量来看，要再涨附加是非常困难的。未来可能靠绿色电力交易制度，给可再生能源发电绿色电力证书，然后按照配额制给火电配额（15%）要求他们每发 100 度，买 15 度的可再生能源。将来可再生能源的补贴主要是三部分，市场竞价+国家固定补贴+绿证收入，来满足可再生能源收益水平。最近“绿色电力证书”征求意见稿已经发了，但是给火电配额这个事压力非常大，五大集团都在反对，现在还在博弈和探讨。最近可能会先推出自愿性绿色证书交易，建立体系，下一步再过渡到强制。

图表 1：风电规划

资料来源：鉴衡认证中心

PPP 模式推进是环保行业的长线主题

嘉宾：于龙（云南水务总经理）和薛涛（E2O 环境平台高级合伙人）

PPP 项目特征：未来几年都采用 PPP 的方法来推动城市基础设施的建设，拉动社会资本，短期内这个方法是不会变的。投资方更关注政府的财政能力和契约精神；企业更关注 PPP 项目所在的区域，因为中国各区域差别较大。比较好的 PPP 项目是包括一定程度的经营性资产以降低风险，主要因为：一是经营性的资产有特许经营权，某种程度上可以抵消一部分的财务风险；二是掌握民生项目，更有话语权，对政府的有一定的制约作用。这些项目依靠固定回报和服务费，有收入来源支撑。没有经营资产的 PPP 项目就差一点，比如园林绿化，管网，景观河道湿地等；现在大量 PPP 项目都开始包括这些非经营性资产，这些项目是没有收费来源的，主要依靠工程利润和政府服务费。再差一点就是连工程收入都无法确认，比如当地政府要求使用当地的施工队伍。PPP 模式的理解尤其是非经营性资产的投资，某种程度上来讲就是民间财富的回流。

PPP 项目的收益方式：偿付来源肯定是政府。但是国企对 PPP 的诉求和民营企业的诉求差异很大，央企和大型国企参与 PPP 一定程度上来讲是拉高当地 GDP，对回报要求较低。而股份制企业和上市公司更重视获得的利润。作为基金投资获取收益的方式大概有两种，一种是基金直接投资，按比例承担风险。另一种是固定收益，企业借基金的钱，给予基金一定的收益，企业来运作，承担风险。实际上无论如何投资，风险没有改变，都是政府如何偿付。从这方面看，强制污水处理和垃圾发电采用 PPP 模式可以保证一定程度的偿付来源，对整体有好处。

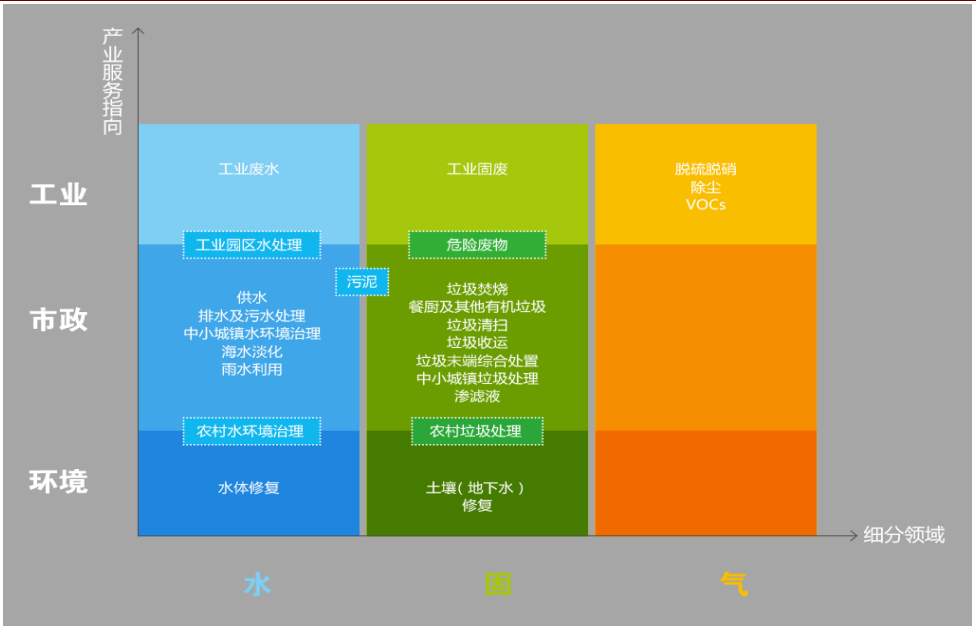
PPP 的格局：理解中国 PPP 的眼界有三大关系，第一个关系是央地关系，即中央政府和地方政府的关系。这一轮 PPP 的发起最早的 43 号文是控制地方债务的，在中国的模式下，中央和地方政府是集权类的关系，所以中央要考虑地方政府的融资模式以及它的财权事权分配和投融资的改革。第二个关系是部委关系，主要是部委之间的合作甚至是竞争的格局。现在主要是发改委、财政部和建设部在推进 PPP 的项目试点。第三个关系，国企、民企之间的所有制关系。在民企、国企的竞争中，国企确实有先天的优势，尤其是混合所有制的国企。第一，因为整个中国的金融系统、银行系统对于比较难掌握的 PPP 项目，比如没有经营性资产项目，都要盯着企业，放债肯定会首选国有企业。第二，很多国企面临的政治风险相对较小。第三，国企的社会责任感会高一点。

PPP 的市场参与者：现在参与 PPP 的主要有两类公司，一类是传统特许经营(BOT)时代成长以及以这种方式为主要的核心竞争力的企业，还有一类是 BT 型的公司，包括东方园林、铁汉生态、中建等等。特许经营的模式更重视的是经营性资产的掌握，而 BT 型公司的业绩增长模式主要是工程建设。PPP 模式将 BOT 和 BT 打包，对原有的格局产生了影响，总的市场盘子变大，以前是一千亿左右的投资运营市场，现在是一万亿的 BT 和投资运行市场混合在一起。

环境产业的分类：四大类，A 类是重资产环境集团，这里国企占有很大的比例优势，包括云南水务、北控、碧水源，他们依靠 PPP 项目生存。B 类也是一类在资本市场存在的企业，是地方政府投资控股的国有企业在一定市场化以后形成的集团，上市公司比如重庆水务。A、B 方阵总体来说是整个产业链的龙头企业，他们去采购所有的下游的设备、装备、药剂以及 EPC 的服务。C 方阵指的是工程 EPC 的总工程承包商，比如万邦达，还有市政领域做工程包的，比如太平洋建设。D 方阵指的是设备制造供应商，比如环能科技。大的方向来看 ABCD 是上下游的关系，产生于中国市场化的过程。总体来看，在这样一个领域中间，A 方阵和 B 方阵掌握了整个政府采购的政府购买力的龙头，CD 方阵跟他合作，产生一个共同的收益。比如最近北控水务参股了几家设备企业。AB 方阵国企占有较大的比例优势，在垃圾领域是六四开，在水务领域是八二开。CD 方阵是民间企业领先，规模较小，变化较快。

环境产业的格局：市政领域是特许经营主要发展的地方，城市基础设施运营的领域。工业领域主要是对工业企业进行服务的，环境领域是对存量领域进行修复和维护的，现在的黑臭水体、海绵城市都是水环境领域和水交叉的领域。

图表 2：环境产业的格局



资料来源：E2O

公司调研纪要

北控水务

赤峰项目：正在过内部评审，SPV 的资本金结构（占总投资额的 20%），暂定为优先级占 80%（要求收益率 6~6.5%），劣后级占 20%。其中劣后级北水出一半，星景（复星旗下资金）等基金出另一半。贷款利率应该是基准上浮一点，因为是用基金公司和 SPV 做贷款，没有用北水的名义。PPP 的资金方主要是收可用性服务费，类似于利息还款（按照 8%的收益率算）；而项目的运营费是独立核算的，一般是项目总投资的 2%，北水作为运营方可以获取该项收益，毛利率较高，主要成本是人工成本。

PPP 订单：今年一共拿 400 亿的订单，北京通州 177 亿，在北京以外有 230 亿项目，分布在广州、四川、山东、河北和内蒙等地。长期规划是到 2020 年管理资产规模到 3000 亿，相当于每年 700 亿元订单。公司成立投资评审委员会，专门审核各地团队拿的项目。部分项目会有拆迁部分，这部分不能算收入和利润。

收费模式：主要是收取前期服务费和建造费。按照项目总投资额来算，一次性的利润包括设计服务费（占 2~3%）和建造净利率（管理和建设外包）10~12%；经常性的利润包括运维利润 1.5~2%和资金管理费 0.3%~0.5%。审计师确定可以不并表 SPV。

未来发展方向：以后所有的污水厂都只能采取 PPP 模式。公司发展方向将逐步转为轻资产模式，主要采用基金的钱来新建项目，会自己投一些小水厂。

长江电力

发电量：收购川云公司后，公司每年能发 2000 亿度电，基本都是以水定电，有专门的特高压和超高压送电，不存在消纳问题。从季节性来看，一般三季度汛期占比较大，而四季度占比 15%，但是也不排除秋汛的可能性。

电价和成本：每度电 1 毛钱的成本（其中 8 厘/度是水资源费，未来不排除政府增加相关收费平衡社会利益），三峡水电是采用成本加成法进行相关电价确认，电价相对较低（0.26 元/度），下调可能不大。溪洛渡和向家坝的电价是市场倒推机制，跟着目标市场的煤电价格波动。16 年市场煤电降价 3 分/度，但是公司的水电机组（溪洛渡右岸和向家坝）只调了 1.7 分/度，显示对清洁能源的支持。而溪洛渡左岸因为主要是送浙江，当地电力供过于求比较严重，要求外送电参与交易电量，因此电价还没确定。浙江本身电力交易降幅 2~4 分/度。公司不排除未来电改之后能够提高水电价格的可能。

上半年营业成本飙升的原因：2015 年 6 月到今年 3 月 31 号，进行川云公司收购，在 16 年半年报并表。但是因为核算问题，川云公司的成本实际上是在 3 季度才完全并表，即 9M16 的营业成本才是实际上并购川云公司后的总营业成本，相当于 3 季度单季度计提了前三季度的营业成本，所以看上去较多。

现金流分配：公司每年总运营现金流有 300 多亿，其中有分红 143 亿，维护性开支（三峡和葛洲坝的日常维护开支 1.5~3 个亿，其中大修期将是 3 亿；而溪洛渡和向家坝的维护开支还不确定），其余的做对外（100 亿规模）和国内投资，但是在没有合适项目的情况下以还贷款为主。现在有 1500 亿的代息负债，其中约 500 亿是通过集团平台贷款，借贷利率基本都是 PBOC 下浮 5~10%，受益于降息周期。公司还有在手资产 93 亿可以卖以维持稳定股息（20 多亿的成本）。

对外投资：按照集团规划，长江电力主要负责俄罗斯的电力项目开发和建设。现有项目都在可研和预可研阶段。而其他国家的电力项目只要是三峡集团开发建设的，都会把运营权交给长江电力，比如苏丹电站。2015 年的相关管理费是 5000 万/年，发电量和管理费基本稳定。公司计划的 100 亿对外投资额，主要通过三峡集团，比如德国的风电项目（净资产 IRR 超过 8%），方向以水电为主。

售电：福建，重庆和湖北都有布局的打算，成立了宜昌公司。公司正在争取配网以开展配售电相关业务。

龙源电力

近期降电价事件：具体还没有定稿，但是应该会小于意见稿中的降幅；

风电成本下降路径：建设成本上没有很多下降空间，反而风机制造成本还上升了。同时南方成本因为征地和运输等原因会比较高，公司的平均造价每千瓦 7700 元，南方一般比北方高 10~20%。整体而言，风电的土地相关成本占比不高，南方占 6%，北方占 1%。征地都是点征（只征风机塔架下的一块地），一次性付钱。征地比较难是在福建。未来主要是通过技术进步，提高效益降低度电成本，比如安徽之前可研的时候按照 1700~1800 利用小时，但是采用新的低风速机型后可以达到 2100~2200 小时。

限电：现在看有部分解决，比如甘肃去年限电 62%，今年差不多降到 30~40%，主要还是因为风电优先调度。对于供暖期而言，实际上 10 月份部分地区已经开始供暖，而今年 10 月限电反而同比下降 9 个百分点到 10%。利用小时指引今年 1900，明年可以上 2000。

交易电量：三季度交易电量确实有所提升，主要因为上半年签订的合同开始执行。其中东北送华北的跨区外送比较多，折让较小（6 分钱）；而直购电和发电权置换等折让幅度大的占比不多。云南电价，公司确认是按照标杆电价进行确认，而不是实际结算电价，因为还在跟地方政府抗争。

公司优势：公司在设备，融资成本方面有优势，所以其实行业平均来看应该都不是很赚钱，只是上市公司赚钱比较多。

风机企业：公司偏好远景，金风和联合动力。远景的评价高，主要是反应比较快，其实利用小时不一定比其他两家高。

装机指引：3 季度确实因为降雨较多，所以南方项目确实受到影响，工期有所拖延。全年的装机指引还是 1.6~1.8GW，同时国企的考核都是按照 12 月 31 日结算，所以行业都会在四季度赶工期。

未来发展方向：还是以风电为主导，光伏做储备。光伏主要是因为单厂规模小，耗费精力多，但是盈利并不是很好。公司会跟国电下属的子公司进行合作，由这些区域性子公

海上风电：现在主要是龙源在做海上风电，其他公司比较少，主要是因为公司有自己的施工船（跟振华重工合作）和经验技术储备（维护，风机选型等），回报率还不错。海上风电的瓶颈主要在于 1）建造成本较高，建造工期较长，每年只能在特定时候装机，要求较高；2）2010 年招标的海上风电项目，跟海洋局规划有矛盾，所以都没做出来。

中国电力

公司定位是国电投的非核资产上市平台，公司现有 16.5GW 装机量，其中 13GW 火电，主要是分布在中东部地区的坑口电站和特高压配套电站，具有竞争优势和较低的燃料成本；3GW 水电是五凌电力，主要是分布在湖南和贵州的梯级电站；和 300~400MW 的新能源电站。在集团的定位方面，之前各子公司分工明确，但是现在是所有业务都可以扩展，未来火电也都做新能源，因为整体能源结构变化，火电公司转型比较容易。

火电业务:

A. 煤炭涨价的影响：整体影响可控。虽然 9~10 月份按照现行煤价，公司基本是微利状态。但是公司预计该高煤价不可持续，将在明年供暖季后会回落。同时公司正在积极跟发改委进行沟通，争取调整电价，如果按照煤电联动公式，在明年底就应该调电价来抵消煤价的影响。中长期而言煤价的影响有限。公司前 10 个月单位燃料成本下降 4%（本来预计全年下降 10%）。现在公司煤炭库存 14 天（之前都是 7 天），都算比较充足。因为是坑口电站，所以库存不用备特别多。

B. 交易电量：前三季度火电交易电量占比 20%（上半年 15%），前三季度电价折让 3.5 分（上半年折让 3 分钱）。主要是博弈的过程。河南是发电企业联合议价，公司按照装机比例分成，电价只降 2 分钱；南方，主要是贵州和云南，降电价比较多，主要因为水电富余同时政府管理能力弱，来水好的时候竞争激烈；而四川是用水电效益来补贴火电。公司预计未来交易电量市场在中东部还是以联合议价为主，特别是在煤价波动性较大的情况。

C. 利用小时：今年 1~9 月份同比下降 7%，好于之前的预期（年初预计 9%下滑）。明年判断利用小时还是会同比下降，但是幅度缩小；预计 18 年能够止跌回升（回到 4000），主要是火电装机减少。公司测算边际盈亏平衡利用小时大概 3000 左右，其实按照利用小时乘以点火价差大于 500 就可以平衡。

D. 在建项目：因为主要是特高压配套电站和位于绿色标注的地区（当地电力结构平衡），所以受政策调控影响较小。

E. 热电联产：啤酒厂，药厂等需要供热，一般都是供热保本，靠发电赚钱，利用小时都在 7000 左右。

F. 因此预计该板块利润将在今年四季度和明年上半年利润达到底部。

水电：1999~2011 年来水比较少。从 2012~2016 年来水都是偏丰，连续几年水电发电突破新高。今年预计全年水电发电同比持平，主要是因为近几个月（8~9 月）来水较弱抵消了上半年的增长，但是蓄水位还比较高，有助于未来发电。其中托口电站因为下游移民问题还在蓄水，明年能有贡献。实际上今年降水有 1/3 因为过于集中被防洪弃水了，明年只要不是瞬时暴雨，来水少 20~30%也不会有特别大影响。湖南水电价下调 2 分钱，对公司的全年影响有 1 个多亿。

新能源：公司是第一个中标山西光伏领跑者项目，后续在山西和山东的光伏项目也都有中标，中标电价基本是最高的电价。比如阳泉 0.83 元／度，比其他高很多（0.6~0.8 元/度），体现了公司的竞争优势。公司对光伏的回报率要求是达到 13%以上的权益 IRR，但是现在竞争较为激烈。风电要求 12%IRR。主要是发挥公司的协同效应，比如共享人力和土地，可以节约比较多成本。风电在湖南；光伏在山西，山东等地。

未来发展：自身发展清洁能源权益装机达到 30%（现在 20%），主要靠发展风电，光伏和分布式能源等，如果全部注入就达到 50%以上。同时积极发展售电公司，已经参与贵安新区（公司第三方大股东）；进入四川能投做第二大股东，参与宜宾地区的配售电。主要是做增量的配电售电业务。

资本开支和项目进度：预计今年 77 亿资本开支，未来几年维持 60~70 个亿。总共 530 万火电在建，主要在 2017~19 年投产；其中 2017 年四季度前投产比较少。新能源方面，风电增速有所放缓，主要在湖南；今明年会以光伏为主。18 年之后气电比较多，权益 IRR 在 10~15%，电价较燃煤电价高 2~4 毛，主要是在四川，广东，广西。同时公司的超低排放改造需要 25 亿投资，16~17 年每年 10 个亿，17 年就能全部做完超低排放改造。

分红率：跟市场承诺 25%以上的派息，实际上过去几年都是按照 40%的派息率分红。当现金流不能够同时维持分红和自身发展时，应该还是以维持股息率为主。

母公司注入：希望把黄河的水电站注入（10GW 以上，大概 3000 利用小时，除税后电价 0.18 元/度），但是土地划分和历史遗留问题需要时间准备。短期比较有希望的是两广的资产，完成相关摸底调查，主要是水电（60~70 万千瓦）和燃气（90~100 万千瓦），整体效益高于目前煤价下的上市公司，两广的前期项目也不错，有光伏和燃气。参考此前的水电注入（五凌电力），当时参考估值是 1.2x PB 和 10~11x PER，经过几年发展五凌电力的收入和利润规模增长迅速，现在来看估值很便宜。母公司的目标是 75%的资产证券化。

资产负债表：持有上海电力股份（3 元多的成本），算作可出售金融资产，基本不可能作为公司的 A 股平台，上海电力主要是华东地区资产。负债端基本对冲外币风险；人民币贬值不会有影响。融资利率比同业低，基本在在用低息债替换高息债。

华电国际

煤价波动的评论：未来还会波动，但是幅度不像之前那么大，因为发改委会行政管制。这波煤炭价格上涨跟 2008~09 年不一样，当时是电力需求比较强劲，高耗能需求旺盛，同时新增装机较多，抢煤试运行，导致煤炭供不应求，是由需求端引起的煤价上涨。而现在电力需求增长较弱，高耗能需求疲软，同时新增机组投产受控，买方比较集中，这次主要是供应端受限涨价，相信未来回调也会比较快。当前供暖需求较大，预计到明年 3 月供暖结束煤价就会回落。现在更多的是心理和气氛紧张，从电站经营来看其实现在还没有出现抢煤的情况。公司青岛电站（末端电厂）的煤库存还比较稳定在 15 天左右。先进产能的煤炭产量要今年 12 月才会出来，但是边际上来讲逐步放产能之后要等供暖期结束需求下滑才会迎来比较大的回调。9 月份的火电板块基本进入盈亏平衡点，五大发电在积极跟发改委争取调电价。

发电量展望：三季度发电量反弹不完全是气温因素，实际上也有经济复苏和工业活动回暖因素，公司预计发电量的温和回暖能够持续到明年。从季节性来看，一般第三季度的是最高的，空调负荷比较高；四季度次之；每年特征就是气候型特征。排除季节性因素，今年基本发电量是高于公司的预期。13 年是特别热，14 年相对气候比较冷。明年预测可能会有 3~5%的发电量增长。但是全国装机还在增长。

电价：现在五大发电的月度竞价电量，都已经不报电价折让了。未来如果煤价持续维持高位，直供电量比例可能会缩小，甚至可能出现交易电价高于标杆电价。标杆电价的调整现在还没有消息，公司正在积极沟通，但是政府行为永远滞后性。公司希望能够修正煤电联动机制，同时预计当 4 年后电力交易全放开，可以更好的反应煤价的走势。

天然气电厂：盈利非常好，主要是天然气价格较低，但是未来气电发展需要有充足气源，现在气还比较少。公司的天津燃气热电联产电价是 0.7 元/度，入炉气价 2.25 元/立方米，效益较好；浙江是 0.52~0.58 元/度电量电价和 0.38 元/度的容量电价，但是基本不发电，因为气价较贵。

电厂建设：已经核准但是被限制的有 2 个电厂，都还没开工。核准有 2 年有效期。已经开建的不会停，还在前期准备阶段的项目会被暂停。现在公司有 7 个项目：十里泉项目一台 60 万今年投产，一台 60 万明年投产；莱州二期 2 台 100 万，已经拿到政府核准，但是还没有拿到并网许可。山东还有 800 万千瓦左右的项目被电网端卡着。明年基本不会有新核准项目。

资本开支：今年 1~3 季度 94 亿（包括技改）的开支，全年预计 120~150 亿。明年应该不会比今年多，主要是十里泉一台，芜湖扩建，石家庄燃机，南疆燃机，风电 50 亿（今年风电是 30 亿投资）。

法律声明

一般声明

本报告由中国国际金融股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但中国国际金融股份有限公司及其关联机构（以下统称“中金公司”）对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供投资者参考之用，不构成所述证券买卖的出价或征价。该等信息、意见并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业财务顾问的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，中金公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断。该等意见、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，中金公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。

中金公司的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。中金公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。中金公司的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告由受香港证券和期货委员会监管的中国国际金融香港证券有限公司于香港提供。香港的投资者若有任何关于中金公司研究报告的问题请直接联系中国国际金融香港证券有限公司的销售交易代表。本报告作者的香港证监会中央编号已披露在报告首页的作者姓名旁。

本报告由受新加坡金融管理局监管的中国国际金融（新加坡）有限公司（“中金新加坡”）于新加坡向符合新加坡《证券期货法》及《财务顾问法》定义下的认可投资者及/或机构投资者提供。提供本报告于此类投资者，有关财务顾问将无需根据新加坡之《财务顾问法》第 36 条就任何利益及/或其代表就任何证券利益进行披露。有关本报告之任何查询，在新加坡获得本报告的人员可向中金新加坡提出。本报告无意也不应，以直接或间接的方式，发送或传递给任何位于新加坡的其他人士。

本报告由受金融市场行为监管局监管的中国国际金融（英国）有限公司（“中金英国”）于英国提供。本报告有关的投资和服务仅向符合《2000 年金融服务和市场法 2005 年（金融推介）令》第 19（5）条、 38 条、 47 条以及 49 条规定的人士提供。本报告并未打算提供给零售客户使用。在其他欧洲经济区国家，本报告向被其本国认定为专业投资者（或相当性质）的人士提供。

本报告将依据其他国家或地区的法律法规和监管要求于该国家或地区提供本报告。

特别声明

在法律许可的情况下，中金公司可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行业务服务。因此，投资者应当考虑到中金公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

研究报告评级分布可从 http://www.cicc.com.cn/CICC/chinese/operation/page4-4.htm 获悉。

个股评级标准：“确信买入”(Conviction BUY)：分析员估测未来 6~12 个月，某个股的绝对收益在 30%以上；绝对收益在 20%以上的个股为“推荐”、在-10%~20%之间的为“中性”、在-10%以下的为“回避”；绝对收益在-20%以下“确信卖出” (Conviction SELL)。星号代表首次覆盖或者评级发生其它除上、下方向外的变更（如*确信卖出 - 纳入确信卖出、*回避 - 移出确信卖出、*推荐 - 移出确信买入、*确信买入 - 纳入确信买入）。

行业评级标准：“超配”，估测未来 6~12 个月某行业会跑赢大盘 10%以上；“标配”，估测未来 6~12 个月某行业表现与大盘的关系在-10%与 10%之间；“低配”，估测未来 6~12 个月某行业会跑输大盘 10%以上。

本报告的版权仅为中金公司所有，未经书面许可任何机构和个人不得以任何形式转发、翻版、复制、刊登、发表或引用。

V150902
编辑：江薇

北京

中国国际金融股份有限公司
北京市建国门外大街 1 号
国贸写字楼 2 座 28 层
邮编：100004
电话：(86-10) 6505-1166
传真：(86-10) 6505-1156

上海

中国国际金融股份有限公司上海分公司
上海市浦东新区陆家嘴环路 1233 号
汇亚大厦 32 层
邮编：200120
电话：(86-21) 5879-6226
传真：(86-21) 5888-8976

香港

中国国际金融（香港）有限公司
香港中环港景街 1 号
国际金融中心第一期 29 楼
电话：(852) 2872-2000
传真：(852) 2872-2100

深圳

中国国际金融股份有限公司深圳分公司
深圳市福田区深南大道 7088 号
招商银行大厦 25 楼 2503 室
邮编：518040
电话：(86-755) 8319-5000
传真：(86-755) 8319-9229

Singapore

China International Capital Corporation (Singapore) Pte. Limited
#39-04, 6 Battery Road
Singapore 049909
Tel: (65) 6572-1999
Fax: (65) 6327-1278

United Kingdom

China International Capital Corporation (UK) Limited
Level 25, 125 Old Broad Street
London EC2N 1AR, United Kingdom
Tel: (44-20) 7367-5718
Fax: (44-20) 7367-5719

北京建国门外大街证券营业部
北京市建国门外大街甲 6 号
SK 大厦 1 层
邮编：100022
电话：(86-10) 8567-9238
传真：(86-10) 8567-9235

上海德丰路证券营业部
上海市奉贤区德丰路 299 弄 1 号
A 座 11 楼 1105 室
邮编：201400
电话：（86-21) 5879-6226
传真：（86-21) 6887-5123

南京汉中路证券营业部
南京市鼓楼区汉中路 2 号
亚太商务楼 30 层 C 区
邮编：210005
电话：(86-25) 8316-8988
传真：(86-25) 8316-8397

厦门莲岳路证券营业部
厦门市思明区莲岳路 1 号
磐基中心商务楼 4 层
邮编：361012
电话：(86-592) 515-7000
传真：(86-592) 511-5527

重庆洪湖西路证券营业部
重庆市北部新区洪湖西路 9 号
欧瑞蓝爵商务中心 10 层及欧瑞
蓝爵公馆 1 层
邮编：401120
电话：(86-23) 6307-7088
传真：(86-23) 6739-6636

佛山季华五路证券营业部
佛山市禅城区季华五路 2 号
卓远商务大厦一座 12 层
邮编：528000
电话：(86-757) 8290-3588
传真：(86-757) 8303-6299

宁波扬帆路证券营业部
宁波市高新区扬帆路 999 弄 5 号
11 层
邮编：315103
电话：(86-0574) 8907-7288
传真：(86-0574) 8907-7328

北京科学院南路证券营业部
北京市海淀区科学院南路 2 号
融科资讯中心 A 座 6 层
邮编：100190
电话：(86-10) 8286-1086
传真：(86-10) 8286-1106

深圳福华一路证券营业部
深圳市福田区福华一路 6 号
免税商务大厦裙楼 201
邮编：518048
电话：(86-755) 8832-2388
传真：(86-755) 8254-8243

广州天河路证券营业部
广州市天河区天河路 208 号
粤海天河城大厦 40 层
邮编：510620
电话：(86-20) 8396-3968
传真：(86-20) 8516-8198

武汉中南路证券营业部
武汉市武昌区中南路 99 号
保利广场写字楼 43 层 4301-B
邮编：430070
电话：(86-27) 8334-3099
传真：(86-27) 8359-0535

天津南京路证券营业部
天津市和平区南京路 219 号
天津环贸商务中心（天津中心）10 层
邮编：300051
电话：(86-22) 2317-6188
传真：(86-22) 2321-5079

云浮新兴东堤北路证券营业部
云浮市新兴县新城镇东堤北路温氏科技园服务
楼 C1 幢二楼
邮编：527499
电话：(86-766) 2985-088
传真：(86-766) 2985-018

福州五四路证券营业部
福州市鼓楼区五四路 128-1 号恒力城办公楼
38 层 02-03 室
邮编：350001
电话：(86-591) 8625 3088
传真：(86-591) 8625 3050

上海淮海中路证券营业部
上海市淮海中路 398 号
邮编：200020
电话：(86-21) 6386-1195
传真：(86-21) 6386-1180

杭州教工路证券营业部
杭州市教工路 18 号
世贸丽晶城欧美中心 1 层
邮编：310012
电话：(86-571) 8849-8000
传真：(86-571) 8735-7743

成都滨江东路证券营业部
成都市锦江区滨江东路 9 号
香格里拉办公楼 1 层、16 层
邮编：610021
电话：(86-28) 8612-8188
传真：(86-28) 8444-7010

青岛香港中路证券营业部
青岛市市南区香港中路 9 号
香格里拉写字楼中心 11 层
邮编：266071
电话：(86-532) 6670-6789
传真：(86-532) 6887-7018

大连港兴路证券营业部
大连市中山区港兴路 6 号
万达中心 16 层
邮编：116001
电话：(86-411) 8237-2388
传真：(86-411) 8814-2933

长沙车站北路证券营业部
长沙市芙蓉区车站北路 459 号
证券大厦附楼三楼
邮编：410001
电话：(86-731) 8878-7088
传真：(86-731) 8446-2455

CICC
中金公司